

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**AUTOR:
Franklin Andrés Castillo Muñoz**

**DIRECTOR:
Alexander Águila Téllez**

Quito, Julio 2016

Franklin Andrés Castillo Muñoz

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2016

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



Franklin Andrés Castillo Muñoz

Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica

Facultad de Ingenierías

Universidad Politécnica Salesiana

andres_castillo_m@hotmail.com

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez

Ingeniero Eléctrico

Docente de la Universidad Politécnica Salesiana

Facultad de Ingenierías

aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

2016 Universidad Politécnica Salesiana

Quito – Ecuador

DEDICATORIA

Franklin Andrés Castillo Muñoz

Este proyecto está dedicado con mucho cariño a mis padres por ser tolerantes y darme su apoyo incondicionalmente, a pesar de todas las adversidades que surgieron en esta etapa de mi vida, me brindaron la fuerza necesaria para seguir adelante. También a mi sobrina Isabella quien es la razón y motivo que me impulsa a seguir adelante, por un futuro mejor para ella, de mi familia y el mío. A demás a toda mi familia y quienes me apoyaron en todo momento y no lo dejaron de hacer.

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación (*ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA*) realizado por (Franklin Andrés Castillo Muñoz), obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Julio 2016



.....
Alexander Águila Téllez

Cédula de identidad: 1755983184

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, FRANKLIN ANDRÉS CASTILLO MUÑOZ, con documento de identificación N° 172521164-1, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: INGENIERO ELÉCTRICO, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



Nombre: Franklin Andrés Castillo Muñoz

Cédula: 172521164-1

Fecha: Quito, Julio 2016

INDICE GENERAL

1. Introducción.....	2
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivos.....	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos específicos.....	2
1.2.3 Planteamiento del problema.....	3
1.2.4 Materiales , fuentes y métodos	3
2. Desarrollo.....	4
2.1 Límites de generación.....	4
2.2 Análisis de impacto.....	5
2.3 Índices de estabilidad.....	5
2.4 Análisis del impacto de la GD.....	6
2.4.1 Pérdidas técnicas.....	9
2.4.2 Pérdidas no técnicas.....	9
3. Costo incremental.....	10
4. Cambio de flujo de potencia.....	11
5. Centros de generación no convencional.....	11
6. Análisis de resultados.....	12
7. Conclusiones y recomendaciones.....	14
8. Referencias.....	15
9. Material adicional.....	18
9.1 Anexo 1: Diagrama del sistema radial para evaluar la implementación de generación distribuida.....	18
9.2 Anexo 2: Datos del sistema eléctrico radial.....	18
9.3 Anexo 3: Valores obtenidos al resolver el despacho económico de cada función de costos en los diferentes niveles de impacto.....	19
10. Estado del Arte.....	20

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Implementación de generación distribuida en diferentes sectores eléctricos.	4
Figura 2. Generación eléctrica de energías no convencionales	4
Figura 3. Límites máximos y mínimos de generación no convencional	4
Figura 4. Curva del perfil de voltaje en condiciones inestables valorando las pérdidas producidas	6
Figura 5. Índices de estabilidad de voltaje valorados en el sistema eléctrico radial	6
Figura 6. Impacto de la generación distribuida con valores máximos y mínimos de generación	7
Figura 7. Mejoramiento del perfil de voltaje mediante niveles de impacto de la generación distribuida	8
Figura 8. Reducción de pérdidas de potencia activa en diferentes niveles de impacto de generación distribuida	9
Figura 9. Reducción de pérdidas de potencia reactiva en diferentes niveles de impacto de generación distribuida	9
Figura 10. Despacho económico considerando el costo incremental de generación en cada generador	10
Figura 11. Cambio del flujo de potencia entre barras por impacto de la generación distribuida	11
Figura 12. Datos diarios de la radiación solar de un periodo en diferentes sectores	12
Figura 13. Datos diarios de la velocidad del viento de un periodo en diferentes sectores	12
Figura 14. Áreas de optimización en el impacto de la generación distribuida	12
Figura 15. Reducción de pérdidas, costo de operación y alivio de carga	14

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Variación horaria de generación no convencional.....	5
Tabla 2. Porcentaje y valores obtenidos al valorar el sistema con índices de estabilidad de voltaje.....	6
Tabla 3. Funciones de costos para cada generador con límites máximos y mínimos de generación.....	7
Tabla 4. Algoritmo de optimización para GD mediante despacho económico.....	8
Tabla 5. Variación del flujo de potencia mediante impactos de generación.....	11
Tabla 6. Datos promedios diarios de la velocidad del viento y radiación solar de un periodo en diferentes sectores.....	12
Tabla 7. Promedio de estabilidad en el sistema de distribución mediante la generación distribuida.....	13
Tabla 8. Costo incremental de cada nivel de impacto con relación al costo del sistema original.....	13
Tabla 9. Resumen e indicadores del estado del arte.....	20

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Franklin Castillo Muñoz ¹, Alexander Aguila Téllez ²

Resumen

El presente documento abordó uno de los problemas causantes de inestabilidad de voltaje. La deficiencia de potencia suministrada al sistema es una de estas causas, esto puede ser compensado por la inserción de la generación distribuida. El análisis se desarrolló con la ayuda de fuentes literarias como base en el estudio, que se aplicaron en el software ETAP, permitiendo establecer las características del sistema al realizar simulaciones en el flujo de potencia en varios escenarios. El método de análisis permitió constituir márgenes e índices de estabilidad de voltaje al variar la potencia activa suministrada en el SEP, de modo que la relación que existe entre el voltaje y la potencia permitieron establecer las características del sistema, las cuales fijan la operación del sistema en límites normales. También se realizaron análisis para seleccionar la ubicación óptima adecuada para la implementación de la GD en el SEP, mediante los índices de estabilidad y estudios elementales ambientales. Se optimizó el sistema mediante el software GAMS valorando las funciones de costos de cada generador, permitiendo analizar aspectos técnicos y económicos del sistema de distribución.

Palabras Clave: Estabilidad de tensión, redes de distribución, funciones de costos, generación distribuida, reducción de pérdidas de potencia.

Abstract

This paper analyzing one of the problems causing instability of tension. The deficiency of power supplied to the system can be a cause of this problem and this can be offset by the inclusion of distributed generation. The analysis was developed with the help of literary sources as the basis for the study, which were applied in the ETAP software, allowing to establish the characteristics of the system to perform simulations in the power flow in various scenarios. The method of analysis allowed to establish margins and rates of voltage stability by varying the active power supplied in the EPS, so that the relationship between the voltage and power made possible the determination of the characteristics of the system, setting the system operation within normal limits. Analysis were also performed to select the optimal location for proper implementation of DG in the EPS, by stability indices and environmental elementary studies. The results were optimized using the software GAMS, assessing the cost functions of each generator and allowing to analyze technical and economic aspects of the distribution system.

Keywords: Voltage stability, distribution networks, cost functions, distributed generation, reducing power losses.

¹ Bachiller Técnico Industrial con Especialidad en Electricidad –Estudiante de Ingeniería Eléctrica – Universidad Politécnica Salesiana – sede Quito , fcastillom@est.ups.edu.ec

² Ingeniero Eléctrico, Docente Investigador – Universidad Politécnica Salesiana, Miembro del GIREI (Grupo de Investigación en Redes Inteligentes) – UPS – sede Quito ,aaguila@ups.edu.ec

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La generación distribuida (GD) implementa centros de generación no convencional los cuales son instalados cerca de la carga, al ser un término de gran impacto en el tema ambientalista, muchas empresas buscan cambiar el tipo de generación eléctrica a energías alternativas, de las cuales se esperan que den un gran aporte en poco tiempo. [1]-[2]. Básicamente las ventajas más representativas que suceden por la inserción de la GD se dividen en tres aspectos [3]-[4]-[5]. En primer lugar con aspectos económicos se obtiene la reducción en los costos de distribución, precio de electricidad, combustible (centrales de generación térmica), costos en inversiones de sistema de transmisión y distribución [6]. En segundo lugar con aspectos relacionados al medio ambiente se obtiene reducción en efectos de gases invernaderos, contaminación acústica, preservación del medio ambiente [7]-[8]. Y por último en tercer lugar con aspectos técnicos se obtiene un alivio carga, reducción de pérdidas en la línea, garantiza la confiabilidad del sistema como la calidad de energía suministrada, mejora el perfil de voltaje [6]-[9].

Argumentando las grandes ventajas que se conocen por la implementación de la GD en el sistema, también se consideran desventajas que se pueden presentar en el sistema de distribución con relación a la tensión y potencia en las cuales se pueden generar nuevos flujos de potencia si la GD es muy grande o la conexión entre el sistema de transmisión y distribución es débil. Referente a la potencia, provocaría sobretensiones, distorsión armónica, entre otros [4]-[16]. Las protecciones eléctricas se ven afectadas ya que el cambio del flujo de potencia (magnitud,

dirección) que sucede al incluir la GD puede activar las protecciones del sistema, si no se estima una adecuación del mismo [6].

Y en temas de estabilidad y seguridad puede afectar al sistema con la conexión y desconexión de los centros de generación de forma fortuita.

En razones de mantenimiento, no se puede prever exactamente si una línea esta energizada o no [6].

El libre acceso a este tipo de generación, es un factor que concede al sistema comportarse de forma estable en ciertos casos mediante la incorporación de la GD al sistema de distribución, lo que permite aumentar la eficiencia de las inversiones en la transmisión y distribución. Dicho acceso representa para las empresas, y para terceros un gran interés en el tema de desarrollo energético, principalmente hacia las empresas de distribución, ya que la interconexión que se realiza es por medio de esta etapa en el sistema eléctrico [1]-[2].

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Evaluar las fluctuaciones de voltaje que se presentan en los sistemas de distribución ante la creciente demanda eléctrica, mediante la evaluación de un sistema eléctrico radial con valores máximos y mínimos de generación, para considerar la implementación de energías no convencionales en las redes de distribución, buscando minimizar las fluctuaciones de voltaje y pérdidas de potencia ocasionadas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Establecer relaciones entre índices y márgenes de confiabilidad para la implementación de energías no convencionales, considerando el costo y el beneficio como aspectos

principales en el sistema de distribución.

- Relacionar las oscilaciones de voltaje con las pérdidas de potencia activa y reactiva mediante indicadores, los cuales proporcionen características en el sistema de distribución.
- Determinar una adecuada ubicación de la generación distribuida, mediante funciones multiobjetivos las cuales permitan abastecer la demanda al mínimo costo.

1.3 Planteamiento del problema

El presente proyecto de investigación propone realizar un estudio mediante índices y márgenes de estabilidad [10]-[11], los cuales proporcionan características en el sistema de distribución con relación al voltaje, de tal manera poder establecer criterios de confiabilidad y seguridad los que hacen posible llegar a la estabilidad en el sistema eléctrico de potencia (SEP) [9]-[12].

La creciente demanda eléctrica, conlleva optar por todo tipo de soluciones para suplir el déficit energético, el cual se fomenta en la captación de nuevas tecnologías para establecer niveles adecuados de suministro eléctrico [7]. Dichas tecnologías tienen como objetivo, promover el crecimiento energético a nivel general, beneficiando al sistema eléctrico y al consumidor en temas económicos, ambientales y técnicos [6]-[13].

Desafortunadamente también se abordan desventajas las cuales afectan al desarrollo de estas tecnologías, aunque tienen mejoras que promueven el sistema como tal, presenta una relación a nivel económico directamente [14]. Por lo tanto es de vital importancia analizar la ubicación donde implementar estos centros de generación, permitiendo solventar los problemas en el sistema de forma

técnica y económica, considerando el costo y beneficio como factores primordiales [13]-[15].

1.4 Materiales, fuentes y métodos

Considerando los índices establecidos en [16], se valora al sistema en condiciones estables e inestables en el cual se plantea diferentes esquemas aleatorios para la implementación de la GD en el sistema de distribución propuesto.

En [17], se analiza métodos analíticos para el análisis de la estabilidad en la tensión, motivo por el cual se utilizan los flujos de potencia convencionales, que se basan en la variación de voltaje que se ocasiona al cambio de potencia en la carga [11].

- a) Bajo impacto (0%-30%)
- b) Medio impacto (30%-62.2%)
- c) Alto impacto (62.5%-100%)

Al tener presente estos esquemas, podemos considerar, restricciones, ventajas y desventajas que se presentan en términos de pérdidas de energía, confiabilidad del sistema, estabilidad de voltaje, suministro de energía, entre otros [2].

Para establecer los esquemas necesarios se presenta un sistema de distribución simulado en ETAP 12.6.0, el cual permite simular cada parámetro y permite considerar índices de estabilidad en el SEP.

Mediante las publicaciones de información de la operación de tiempo real proporcionadas en www.cenace.org.ec, se consideran los valores máximos y mínimos de generación no convencional que se pueden evaluar para los diferentes esquemas de implementación de la GD. Los resultados obtenidos en los diversos escenarios se optimizan mediante el software GAMS permitiendo minimizar pérdidas y costos de generación.

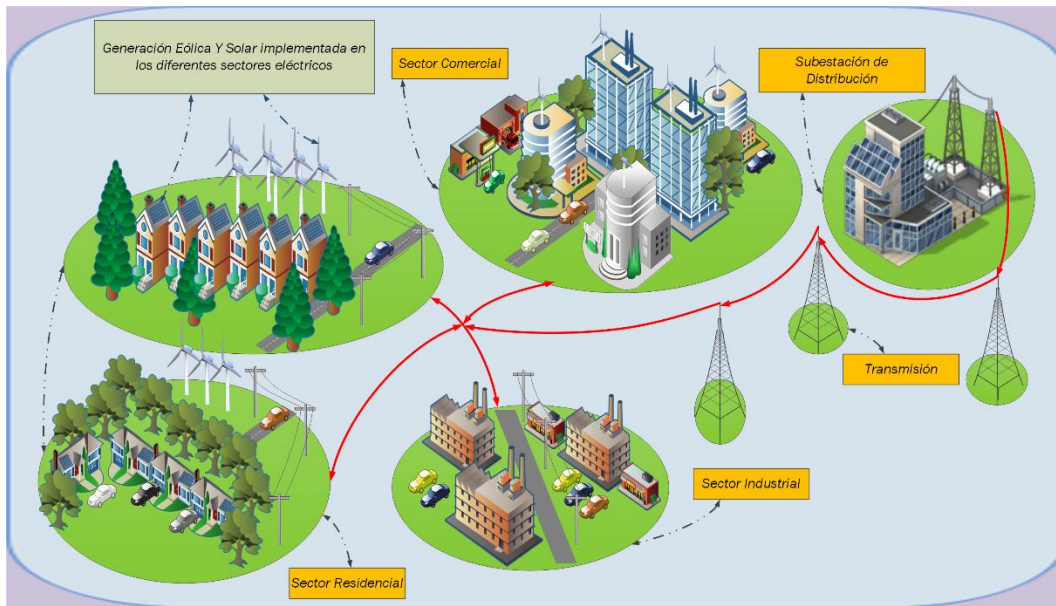


Figura 1. Implementación de generación distribuida en diferentes sectores eléctricos.

2. Desarrollo

2.1 Límites de generación

Los valores generados pueden variar desde los $[kW]$ hasta los $[MW]$, considerando a las decenas de potencia como límites máximos de generación, al valorar la implementación de centros de generación. Mediante el procesamiento de datos en los reportes diarios de generación no convencional, se pueden observar curvas características, que se representan en horas específicas, como se lo muestra en la Figura 2, que posibilita la extracción de datos máximos y mínimos de generación [2]-[17]-[32].

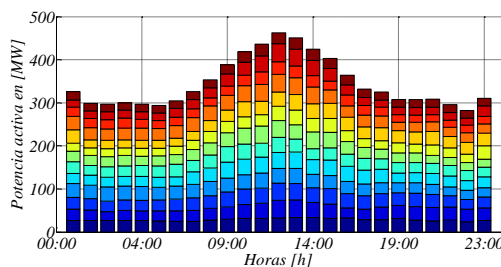


Figura 2. Generación eléctrica de energías no convencionales.

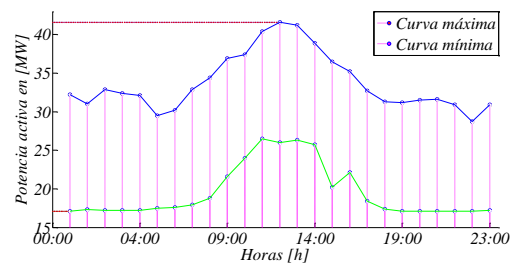


Figura 3. Límites máximos y mínimos de generación no convencional.

Como se puede observar en la Figura 3, se presentan curvas máximas y mínimas de generación no convencional las cuales permiten estimar valores máximos y mínimos de potencia $[MW]$ en horas específicas como se muestra en la Tabla 1, por lo tanto al evaluar estos valores en la simulación dinámica del sistema de distribución podemos obtener márgenes de potencia máxima y mínima que conlleven a la estabilidad de tensión. La curva máxima de generación representa las fluctuaciones en condiciones óptimas de la GD, por otra parte la curva mínima de generación determina el límite el cual no debe disminuir para tener en cuenta a la GD como solución ante la inestabilidad de voltaje [7]-[17].

Tabla 1. Variación horaria de generación no convencional.

Hora	P. mínima	P. máxima	Unit
0:00	17,10	32,20	[MW]
1:00	17,30	31,00	[MW]
2:00	17,20	32,90	[MW]
3:00	17,20	32,40	[MW]
4:00	17,20	32,10	[MW]
5:00	17,50	29,50	[MW]
6:00	17,60	30,20	[MW]
7:00	17,90	32,90	[MW]
8:00	18,80	34,40	[MW]
9:00	21,60	36,90	[MW]
10:00	24,00	37,40	[MW]
11:00	26,50	40,40	[MW]
12:00	26,00	41,60	[MW]
13:00	26,30	41,20	[MW]
14:00	25,70	38,90	[MW]
15:00	20,20	36,50	[MW]
16:00	22,10	35,20	[MW]
17:00	18,40	32,70	[MW]
18:00	17,40	31,30	[MW]
19:00	17,10	31,20	[MW]
20:00	17,10	31,60	[MW]
21:00	17,10	30,90	[MW]
22:00	17,10	28,70	[MW]
23:00	17,20	30,90	[MW]

2.2 Análisis de impacto

Mediante los datos que se exponen en el anexo 2, se establece un sistema de distribución, el cual presenta un alto índice en la demanda, lo que provoca inestabilidad de voltaje. El análisis que se efectúa considera un escenario crítico para el sistema.

En el anexo 5, se presenta un sistema de distribución de 22.8 [kV], alimentado por dos generadores de 100 [MW] y 60 [MW], los cuales abastecen a 7 cargas, en los cuales se representa la curva característica, ante la variación de la carga en la Figura 4.

2.3 Índices de estabilidad

Uno de los objetivos es permitir evaluar al sistema con una adecuada localización para la GD, mediante el cálculo de índices de estabilidad se pueden localizar la barras que presentan inestabilidad, la inestabilidad se valora en el rango de (0 a 1), que es ocasionada por la demanda concurrente [10]-[14]-[15]-[18]. Se presenta a continuación, métodos que permiten calcular estos índices de estabilidad en

voltaje, para evaluar al sistema en relación a la capacidad máxima y mínima (MW_{max} y MW_{min}) de generación en centros no convencionales. El estudio en [10] se fundamenta al análisis de índices de estabilidad en voltaje, en los sistemas de la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), este análisis toma como referencia a ejemplos de los sistemas de 14 y 118 barras de la IEEE.

a) Método I

El índice de estabilidad en línea FVSI (Fast voltage stability index), considera el flujo de potencia a través de una sola línea, el cual se calcula mediante la ecuación (1): [10]-[14]-[15]-[19].

$$FSVI_{ij} = \frac{4 \cdot Z^2 \cdot Q_j}{V_i^2 \cdot X} \quad (1)$$

Donde:

X = Reactancia de la línea [Ω].

Z = Impedancia de la línea [Ω].

Q_j = Potencia reactiva en el extremo receptor [var].

V_i = Potencia reactiva en el extremo receptor [V].

Sujeto, a las siguientes restricciones:

$$FSVI = \begin{cases} \leq 1 ; & \text{estabilidad} \\ \geq 1 ; & \text{inestabilidad} \end{cases}$$

b) Método II

Line Stability Factor (LQP), este método se caracteriza, por ser sensible ante cambios de potencia reactiva, al considerar la potencia activa se estima una valoración más adecuada del sistema, mediante el cálculo de este índice de estabilidad, ecuación (2): [10]-[14]-[15]-[19]

$$LQP = 4 \cdot \left(\frac{X}{V_i^2} \right) \cdot \left(\frac{X}{V_i^2} \cdot P_i^2 + Q_j \right) \quad (2)$$

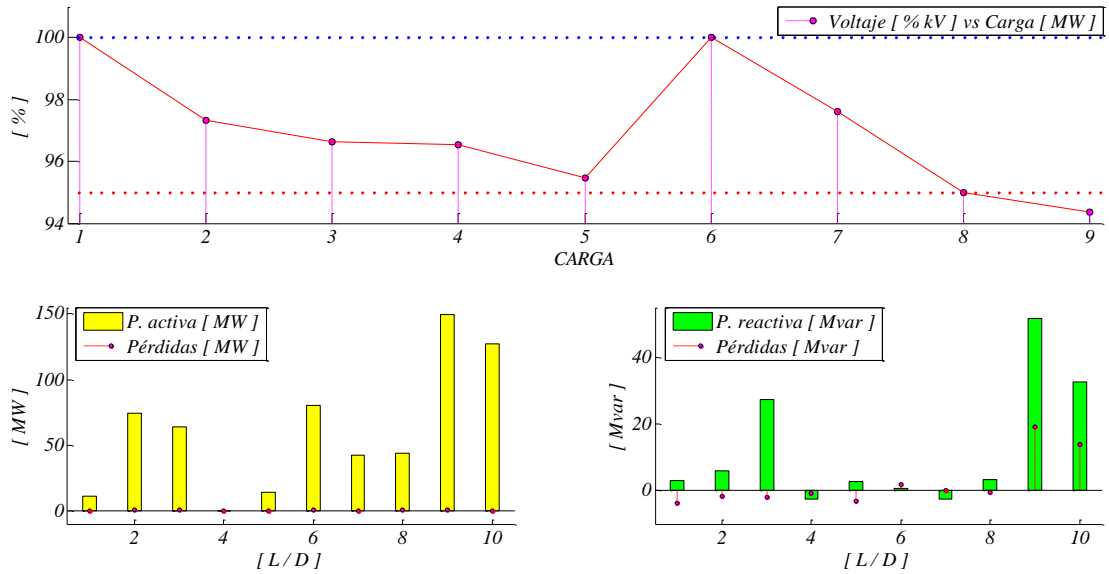


Figura 4. Curva del perfil de voltaje en condiciones inestables valorando las pérdidas producidas.

Donde:

X = Reactancia de la línea $[\Omega]$.

Z = Impedancia de la línea $[\Omega]$.

P_i = Potencia activa en el extremo emisor $[W]$.

Q_j = Potencia reactiva en el extremo receptor $[var]$.

V_i = Voltaje en extremo receptor $[V]$.

Sujeto, a las siguientes restricciones:

$$LQP = \begin{cases} \leq 1; & \text{estabilidad} \\ \geq 1; & \text{inestabilidad} \end{cases}$$

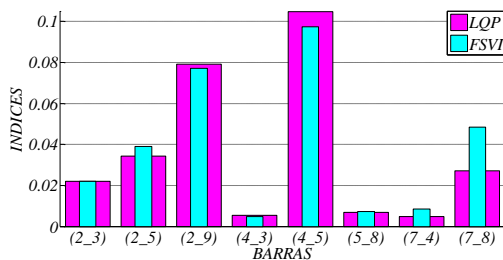


Figura 5. Índices de estabilidad de voltaje valorados en el sistema eléctrico radial.

La Figura 5 presenta las barras con altos índices de inestabilidad de tensión, mientras el valor obtenido se acerca más a 1, se considera como una barra inestable del sistema, caso contrario si

la barra es menor que este valor, presenta condiciones de estabilidad [20].

Tabla 2. Porcentaje y valores obtenidos al valorar el sistema con índices de estabilidad de voltaje.

Barra (From_To)	FSVI	LQP	% de impacto
Barra(2_3)	0,022	0,022	12,5%
Barra(2_5)	0,034	0,039	12,5%
Barra(2_9)	0,079	0,077	12,5%
Barra(4_3)	0,005	0,005	12,5%
Barra(4_5)	0,105	0,097	12,5%
Barra(5_8)	0,007	0,007	12,5%
Barra(7_4)	0,005	0,008	12,5%
Barra(7_8)	0,027	0,049	12,5%

Al obtener los valores de cada barra mediante los métodos de *FSVI* y *LQP*, se asigna un porcentaje [%] referencial al sistema propuesto como se muestra en la Tabla 2. Mediante estos valores podemos estimar la adecuada localización de la GD, y al asignar los valores de porcentaje [%] en cada barra, evaluamos al sistema mediante niveles de impacto.

2.4 Análisis del impacto de la GD

Para analizar el impacto de la GD, en cada escenario, se valora cada caso con rangos máximos y mínimos de

generación, de tal forma podremos evaluar la GD óptima que requiere el sistema [11]-[15]-[31].

Esta variación de escenarios que se presenta en la Figura 6 permite analizar las ventajas que obtiene el sistema como tal al implementar la GD.

La optimización busca mejorar la eficiencia y el funcionamiento del sistema de distribución mediante el uso de GD, este concepto se ve necesario aplicar al obtener diferentes resultados tanto en los niveles de impacto que se presentan al implementar la GD como en los valores máximos y mínimos de generación [MW] que se analizan en cada nivel de impacto. Si partimos únicamente de los resultados que se muestran en la Figura 6, el sistema no obtiene una solución específica y solo presentan un comportamiento fluctuante con relación a los diferentes aspectos que se mencionaron anteriormente, independientemente de la solución óptima que obtendremos, podemos notar que cada curva muestra una mejora en el perfil de voltaje [% kV] [12].

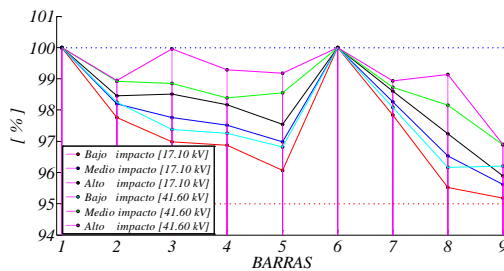


Figura 6. Impacto de la generación distribuida con valores máximos y mínimos de generación.

Mediante el uso de GAMS (General Algebraic Modeling System) se optimizan los flujos de potencia usando la compensación a partir de GD, considerando funciones de costos en cada generador, de tal manera se establece como principal objetivo el minimizar el costo de cada función que representa cada generador, ecuación (3) [12].

$$\text{Min} \sum_{i=1} f_i(P_{gi}) \quad (3)$$

Para obtener una solución factible, se toma en cuenta restricciones del sistema, como potencia máxima y mínima de cada generador y la demanda a satisfacer ecuación (4,5) [12]-[16].

$$P_{gi_{min}} \leq P_{gi} \leq P_{gi_{max}} \quad (4)$$

$$\sum_{i=1} f_i = (aP_{gi}^2 + bP_{gi} + c) = D. + P. \quad (5)$$

Donde:

a, b, c = coeficientes de la función de costos de la planta de generación (i).

$D.$ = Demanda eléctrica [W]

$P.$ = Pérdidas eléctricas [W]

Las funciones de costos para este problema, tienen un carácter irreal, tomando en consideración este carácter como un ejemplo para una solución óptima de un sistema dado. Se evalúa el sistema como un ejemplo aplicable a un sistema real, mediante los datos presentados en la Tabla 3, para optimizar los valores en la implementación de la GD [15].

Tabla 3. Funciones de costos para cada generador con límites máximos y mínimos de generación.

	P.min. [MW]	P.max. [MW]	Coeficientes de costos		
			a	b	c
G1	50,00	160,00	0,0024	31,75	720,00
G2	20,00	60,00	0,0042	32,12	723,73
G.D	17,10	41,60	0,00196	35,51	456,39

A continuación se detalla el algoritmo de optimización utilizado para estabilizar el sistema de distribución a condiciones normales de funcionamiento con un mínimo costo de operación.

La estructura de optimización que se realizó en el software GAMS es la

justificación del algoritmo secuencial que se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Algoritmo de optimización para GD mediante despacho económico.

Algoritmo de optimización	
Pasó 1:	$f_i(aPgi^2 + bPgi + c) \text{ } [\$ / h]$
Pasó 2:	$\sum_{i=1} f_i = F.O. \text{ } [\$ / h]$
Pasó 3:	$\sum_{i=1} Pgi = D. + P. \text{ } [MW]$
Pasó 4:	$Pgi \geq Pgi_{min} \text{ } [MW]$
Pasó 5:	$Pgi \leq Pgi_{max} \text{ } [MW]$
Pasó 6:	$\frac{\partial f_i}{\partial Pgi} = \lambda_i \text{ } [\frac{\$}{MWh}]$
Pasó 7:	$Solución = NLP$
	$\{ \min (F.O.)$
	$\{ \text{sujeto a restricciones: } \textbf{Pasó 2}$
	$\textbf{Pasó 3}$
	$\textbf{Pasó 4}$
	$\textbf{Pasó 5} \}$
Pasó 8:	$End.$

Para simplificar de manera elemental un algoritmo de despacho económico se considera tres aspectos:

1. *Función objetivo (F.O.):* Representa cuantitativamente el funcionamiento del sistema , y es la función que se va a optimizar (maximizar o minimizar) ,**Pasó 3.**
2. *Restricciones;* Pueden ser ecuaciones o inecuaciones que limitan la

solución del problema al obligar a ciertas variables a satisfacer condiciones del sistema, **Pasó 2, 3, 4, 5.**

3. *Solución:* Debe satisfacer las restricciones del sistema y dar una solución óptima de la función objetivo , en este caso la solución se la realiza mediante la función NLP (Non Linear Programming), **Pasó 8.**

Se estudia principalmente, la función de costos del generador 1 (G1) y el generador (G2) como elementos principales del sistema de distribución para un alivio de carga y minimización de costos, mediante la optimización del sistema aplicando el concepto de despacho económico.

La función de costos de la GD se valora igual para cada caso, variando únicamente el nivel de impacto, como se observa en la figura 7 [6]-[21]-[30].

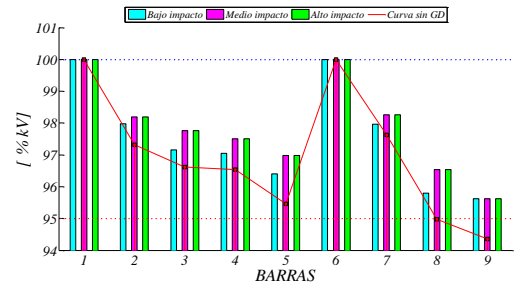


Figura 7. Mejoramiento del perfil de voltaje mediante niveles de impacto de la generación distribuida.

Al optimizar el sistema eléctrico se obtienen características que se representan en la Figura 7, en las cuales podemos comparar el mejoramiento del perfil de voltaje en cada barra, para mantener al sistema en condiciones estables de operación [18]-[21].

En estudios como por ejemplo en, [9]-[3]-[4]-[20]-[22] uno de los objetivos en común al considerar la incorporación de la GD al sistema de distribución se basa en la minimización de las pérdidas.

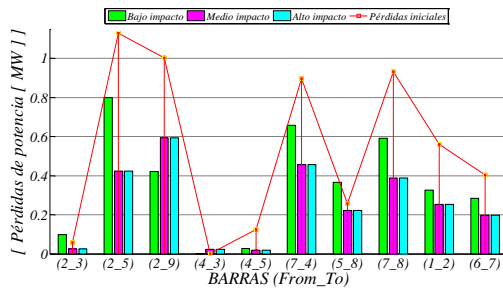


Figura 8. Reducción de pérdidas de potencia activa en diferentes niveles de impacto de generación distribuida.

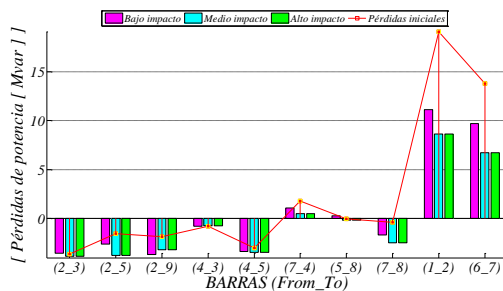


Figura 9. Reducción de pérdidas de potencia reactiva en diferentes niveles de impacto de generación distribuida.

En la Figura 8 y 9 se presenta la reducción de pérdidas de potencia [MW y Mvar] que se obtiene al implementar la GD, como solución para mejorar el perfil de voltaje. En el SEP, se relaciona directamente a las pérdidas de potencia, con aspectos económicos. Las pérdidas totales en el sistema de distribución son equivalentes a la diferencia entre la energía entregada y la energía pagada, se estima que las pérdidas varían entre el 4% y 12 % de la energía suministrada [23], el nivel de pérdidas es una medida de la eficiencia, técnica, comercial y administrativa de las empresas de distribución. En [24] se analiza a las desconexiones realizadas por las empresas de distribución, fundamentado estas acciones en su mayoría por agentes externos al sistema de distribución ya que se encuentran en zonas urbanas y rurales las cuales son de libre acceso para personas, flora y fauna.

A continuación se presentan los tipos de

pérdidas que fomentan las deficiencias en el sistema de distribución

2.4.1 Pérdidas técnicas

Se define a las pérdidas técnicas como parte propia del sistema que se producen en sistemas de transmisión y distribución, en etapas de transformación y pérdidas relacionadas a las líneas. Algunas de las causas de presencia de pérdidas técnicas son: [23]-[25]

- Pérdidas en el cobre, que ocasiona una resistencia infinita en los conductores, relacionada por $I^2 \cdot R$, (Efecto Joule).
- El calentamiento en los materiales, que da origen a las pérdidas dieléctricas entre los conductores.
- Líneas monofásicas largas.
- Las pérdidas debidas a la sobrecarga y baja tensión.

2.4.2 Pérdidas no técnicas

Dentro de este parámetro que se considera en el sistema, se encuentra el robo de energía, errores de medición, energía no medida, dichas pérdidas son externas al sistema, y no corresponden al cálculo de pérdidas técnicas como tal. Algunas de las causas ocasionadas de pérdidas no técnicas son: [23]

- Lectura de medidores incorrectas ocasionadas por error humano o con medios lucrativos
- Conexiones ilegales antes del punto de medición
- Inadecuado funcionamiento de equipos de medición

Compensación de reactivos, aumento en el calibre de los conductores, elevación de los niveles de voltaje, son algunas de las soluciones que permiten mitigar las pérdidas en el sistema de distribución [26]. En [26] se analiza las relaciones que existen entre pérdidas monofásicas (1Ø), bifásicas (2Ø) y trifásicas (3Ø), las cuales son dependientes de los tipos de cargas abastecidas por el sistema.

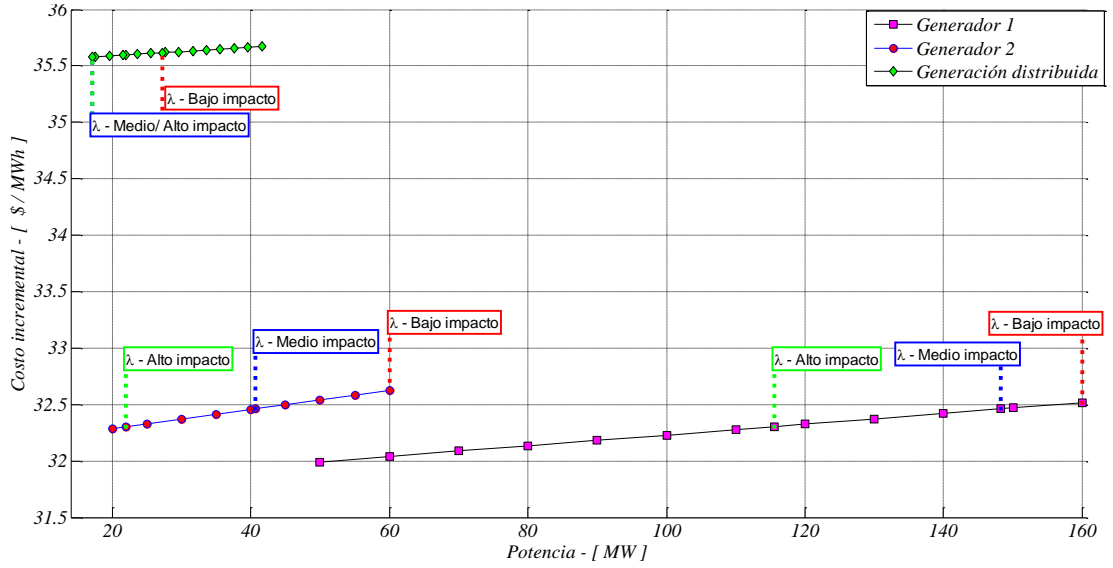


Figura 10. Despacho económico considerando el costo incremental de generación en cada generador.

3. Costo incremental

El mínimo costo de operación del sistema se obtiene cuando los costos incrementales de las funciones de costos de cada generador son iguales en magnitud. En la ecuación (6) se presenta la derivada del costo unitario respecto a las variaciones de potencia generada, el cual se identifica con el óptimo costo de producción o adquisición del próximo $[kWh]$ disponible [4]-[17]-[22].

$$\frac{\partial f_i}{\partial P_{gi}} = \lambda_i = \left[\frac{\$}{Mwh} \right] \quad (6)$$

Al resolver el despacho económico del sistema se obtiene la solución a las funciones de costos de cada generador que resultan en obtener potencias de generación óptimas para cada generador, con esta función derivada obtenemos el costo incremental de cada generador [4].

Existe una relación entre el costo del sistema $[\$/h]$ y el costo incremental $[\$/MWh]$ del mismo el cual considera dos casos:

1. Cuando una central se encuentra al máximo de su capacidad de generación, su costo incremental es menor, de tal modo el resto de generadores debe suplir el déficit de generación de tal manera que este generador esta desacoplado de la optimización y resulta más económico.
2. Cuando una central se encuentra al mínimo de su generación, el costo incremental será mayor.

Como se muestra en el anexo 2, el costo incremental del generador 1 (G1) en bajo impacto es menor ya que presenta un máximo de generación (MW_{max}), respecto a la GD muestra un costo incremental mayor, ya que presenta un mínimo de generación (MW_{min}).

El propósito del estudio de la GD aparte de mejorar el perfil de tensión, es mejorar las condiciones del sistema en aspectos técnicos como económicos, en la parte técnica obtenemos un alivio de carga y aumentamos la vida útil de cada central de generación reestableciendo los valores de generación, en la parte económica se observa una disminución del costo incremental en cada nivel de

impacto de implementación de la GD en cada generador, como se presenta en la Figura 10.

4. Cambio de flujo de potencia

Desafortunadamente como se mencionó anteriormente, al implementar la GD con un gran impacto se obtiene cambios en el flujo de potencia, en la Figura 11 se presenta de manera elemental el cambio del flujo en la barra (4_3). El suministrar más potencia [MW] en las barras con peores índices de estabilidad de voltaje cambian el flujo original, ejemplo en la barra (4_3) cambia a barra (3_4) produciéndose inestabilidad del sistema [4]-[22]. Para mitigar estos cambios de flujo se debe modificar al sistema de forma que permita un flujo de potencia bidireccional y no unidireccional como se presenta comúnmente en el SEP.

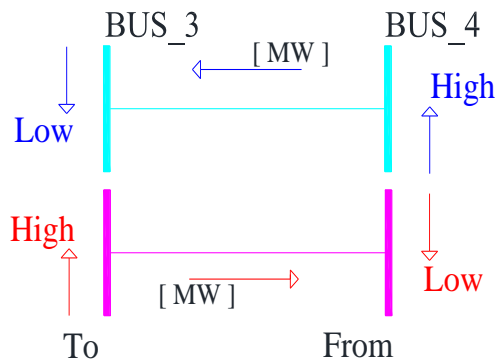


Figura 11. Cambio del flujo de potencia entre barras por impacto de la generación distribuida.

La principal desventaja como ya se mencionó anteriormente, es el cambio de flujo de potencia en el sistema de distribución, en la Tabla 5 se presentan las barras que sufren un cambio en el flujo de potencia al considerar los diferentes niveles de impacto, con valores máximos y mínimos de generación, como la optimización de los niveles de impacto [9]-[22].

Mediante el software ETAP se realizaron simulaciones de acuerdo al nivel de impacto (Bajo-Medio-Alto) de la GD que consisten en evaluar los valores máximos y mínimos de generación (MW_{max} y MW_{min}), en los cuales podemos observar los cambios de flujo de potencia que presentan las barras del sistema radial propuesto. De la misma manera se realiza las simulaciones cambiando únicamente los valores de generación [MW] obtenidos al optimizar el sistema en cada impacto de generación (Tabla 3) mediante el software de optimización matemática GAMS.

Tabla 5. Variación del flujo de potencia mediante impactos de generación.

Flujo From / To	Bajo impacto		Medio impacto		Alto impacto	
	17.1 [MW]	41.6 [MW]	17.1 [MW]	41.6 [MW]	17.1 [MW]	41.6 [MW]
2,3	□	□	□	□	*	*
2,5	□	□	□	□	□	□
2,9	□	□	□	□	□	□
4,3	*	*	*	*	*	*
4,5	□	□	*	*	□	*
7,4	□	□	□	□	□	*
5,8	□	□	□	□	□	□
7,8	□	□	□	□	□	*

GAMS						
Flujo From / To	Bajo impacto		Medio impacto		Alto impacto	
	17.1 [MW]	41.6 [MW]	17.1 [MW]	41.6 [MW]	17.1 [MW]	41.6 [MW]
2,3	□	□	□	□	*	*
2,5	□	□	□	□	□	□
2,9	□	□	□	□	□	□
4,3	*	*	*	*	*	*
4,5	□	□	*	*	□	*
7,4	□	□	□	□	□	*
5,8	□	□	□	□	□	□
7,8	□	□	□	□	□	*

5. Centros de generación no convencional.

Varios artículos mencionan diferentes tipos de generación no convencional entre los más comunes se encuentra la energía solar y energía eólica [27]-[29]. La disminución de CO₂, emisiones contaminantes al medio, son algunas de las ventajas que se obtienen al usar GD, además de relacionar los costos que pueden involucrarse mediante la sustitución de sistemas de generación convencional. [28].

En este trabajo se presenta los valores diarios desde el 01/05/2007 al 18/05/2016 de la radiación solar [W / m^2] y de la velocidad del viento [m / s] como ejemplo de estudio en parroquias de la provincia de Pichincha,

para poder establecer criterios al implementar la GD.

Los datos diarios obtenidos de la página www.quitoambiente.gob.ec son analizados mediante el software Matlab, el cual posibilita examinar los datos máximos, medios y mínimos de cada sector durante el periodo anual respectivo, es decir los datos desde el 01/05/2007 hasta el 31/12/2007, estos datos se exponen en las Figuras 12 y 13.

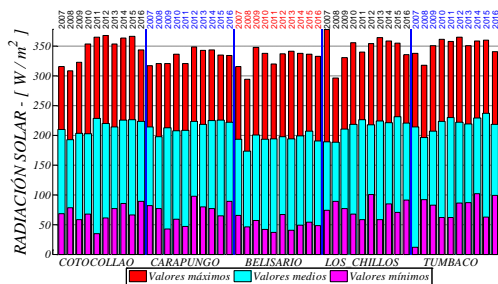


Figura 12. Datos diarios de la radiación solar de un periodo en diferentes sectores.

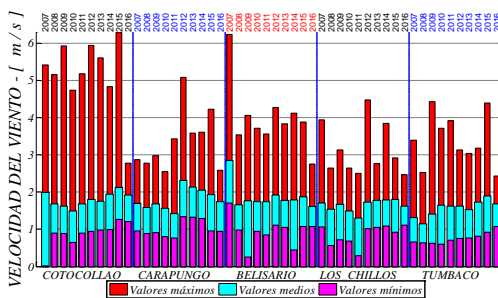


Figura 13. Datos diarios de la velocidad del viento de un periodo en diferentes sectores.

Este caso se basa en un análisis elemental el cual consiste en establecer sectores en los cuales los promedios máximos del periodo dado proporcionen características para implementar los diferentes centros de generación no convencional. Los datos que se valoran para tomar una elección de ubicación son más en estudios propios del sistema, para este caso como se valora las características principales en cada centro de generación no convencional, se concluye mediante la Tabla 6 que el mejor lugar para implementar centros de generación eólicos es en el sector de Belisario con un promedio anual de

1.87 $[m/s]$ y para implementar centros de generación solar es el sector de Tumbaco con un promedio anual de 219.72 $[W/m^2]$.

Tabla 6. Datos promedios diarios de la velocidad del viento y radiación solar de un periodo en diferentes sectores.

Valores medios		Velocidad del viento [m / s]				
		Cotocollao	Carapungo	Belisario	Los Chillos	Tumbaco
A Ñ O S	2007	2,00	1,69	2,85	1,70	1,31
	2008	1,68	1,59	1,66	1,54	1,14
	2009	1,63	1,68	1,77	1,67	1,41
	2010	1,49	1,56	1,74	1,49	1,64
	2011	1,69	1,42	1,74	1,30	1,63
	2012	1,80	2,31	1,91	1,73	1,62
	2013	1,75	2,14	1,77	1,78	1,53
	2014	1,94	2,05	1,79	1,79	1,72
	2015	2,12	1,94	1,88	1,80	1,89
	2016	1,93	1,74	1,61	1,62	1,68
Promedio		1.80	1.81	1.87	1.64	1.56

Valores medios		Radiación solar [W/ m²2]				
		Cotacollao	Carapungo	Belisario	Los Chillos	Tumbaco
A Ñ O S	2007	209,56	213,95	193,52	188,89	214,32
	2008	192,83	197,99	173,13	188,07	195,99
	2009	203,76	212,47	200,45	210,48	207,23
	2010	202,63	207,52	193,43	218,69	223,36
	2011	228,78	208,80	194,50	226,40	229,94
	2012	219,89	223,59	197,90	217,61	222,09
	2013	214,36	218,39	194,38	224,12	219,52
	2014	225,40	225,21	198,88	221,24	229,05
	2015	226,28	225,82	206,87	230,99	237,00
	2016	223,65	221,74	190,70	220,40	218,74
Promedio		214,71	215,55	194,38	214,69	219,72

6. Análisis de resultados

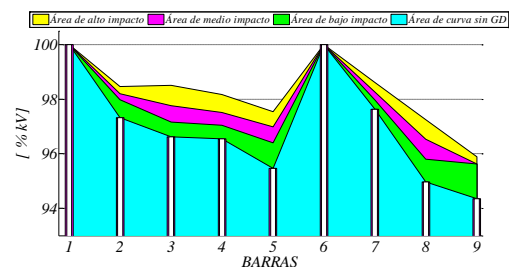


Figura 14. Áreas de optimización en el impacto de la generación distribuida.

Para establecer una solución viable al análisis de tensión mediante el uso de GD se emplea el método heurístico para definir los pasos del problema y llegar a un resultado óptimo en cada caso.

La estabilidad de tensión es uno de los problemas que tienen las empresas de distribución al suministrar energía eléctrica a una carga variable y creciente. La creciente demanda

eléctrica así como diferentes factores propios de las empresas de distribución son las causantes de incurrir en pérdidas para el sistema, tanto económicas como de generación eléctrica, la creciente demanda obedece a los desarrollos tecnológicos y al desarrollo de la población como tal, los factores propios de las empresas de distribución que incurrir en dichas pérdidas son los malos dimensionamientos de equipos eléctricos, líneas largas de distribución, calentamiento de los conductores, entre otros.

Para solventar estos problemas que dan origen a la inestabilidad de tensión se plantea un sistema de distribución en el cual excederemos la carga del sistema hasta exceder el $(+/-)5\%$ de caída de tensión permitida que podemos observar mediante el anexo 1 y anexo 2.

En la Figura 2,3 y Tabla 1, observamos los límites de la GD en valores máximos y mínimos de generación $[MW]$, los cuales implementamos en el sistema de distribución planteado.

También se analizó la implementación de la GD mediante niveles de impacto, bajo, medio y alto, a través de índices de estabilidad ($FSVI$ y LQP) los cuales se representan en las Figuras 7, 8,9, que son los resultados de optimizar el sistema por medio de funciones de costos que se muestran en la Tabla 3. En la Figura 14 se resume la implementación de la GD, mostrando las diferentes áreas de impacto al mejorar el perfil de voltaje en límites inferiores al $(+/-)5\%$ de caída de tensión $[\%]kV$ que originalmente se planteó en el sistema de distribución.

En la Tabla 7 se presenta el promedio del $[\%]kV$ que se obtiene en cada nivel de implementación, el $[\%]$ de estabilidad varía entre 0 y 1.28 $[\%]$ del sistema en general, lo cual representa un alivio de carga y minimización de costos para el sistema.

Tabla 7. Promedio de estabilidad en el sistema de distribución mediante la generación distribuida.

Sistema de distribución con DG	$[\%]kV$	$[\%]$ de estabilidad
Sistema original	96,99	0,00
Bajo impacto	97,55	0,56
Medio impacto	97,87	0,88
Alto impacto	98,27	1,28

En la Tabla 8 se puede comparar la reducción del costo incremental en el sistema de distribución planteado, minimizando los costos de generación obteniendo así la solución a los problemas de estabilidad de tensión en los sistemas de distribución mediante la generación distribuida.

Tabla 8. Costo incremental de cada nivel de impacto con relación al costo del sistema original.

	Costo incremental $-A$ $[\$/MWh]$
Sistema original	32,52
Bajo impacto	32,52
Medio impacto	32,46
Alto impacto	32,31

La minimización en las pérdidas de potencia $[MW]$ es otra característica que promueve la incorporación de la GD en el sistema, en este caso de estudio las pérdidas de potencia se redujeron de 5.37 $[MW]$ a 1.66 $[MW]$, es decir un 31 $[\%]$. Adicionalmente el costo de operación del generador 1 y generador 2 que originalmente suman 8527.5 $[\$/h]$ se redujeron a 5856.4 $[\$/h]$ que representa el 68.5 $[\%]$.

Por último el alivio de carga en el sistema se da en un 62.6 $[\%]$ al reducir la generación total máxima de los generadores principales ($G1$ y $G2$) de 220 $[MW]$ a 137.65 $[MW]$. Estas reducciones obtenidas en el sistema de distribución se las muestran en la Figura 15 y Tabla 3. El porcentaje de reducción está de acuerdo al nivel de impacto de la GD que se valore en cada escenario.

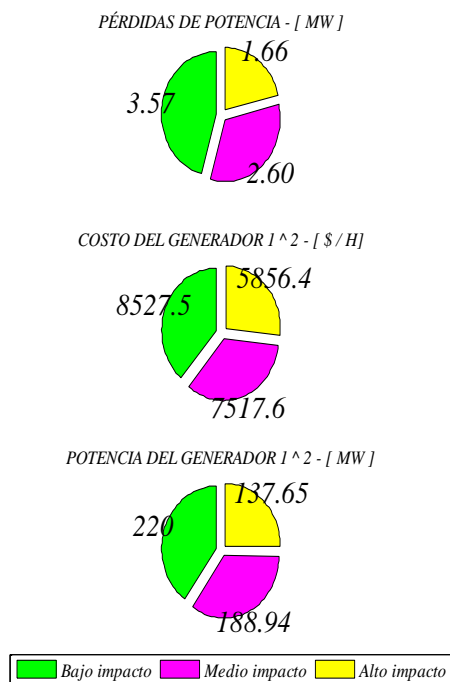


Figura 15. Reducción de pérdidas, costo de operación y alivio de carga.

7. Conclusiones

- Al efectuar el análisis en el sistema de distribución planteado se logró estabilizar el sistema en condiciones normales de operación, por lo cual el estudio solucionó las respuestas en cuanto a índices y márgenes de estabilidad de voltaje, adecuada localización de la GD, reducción de pérdidas y minimización de costos.
- Al implementar la generación distribuida en el sistema de distribución se mejora el perfil de voltaje notablemente. El estudio se fundamenta al presentar fluctuaciones ante la demanda eléctrica, la creciente demanda es una de las razones de la inestabilidad del voltaje en varias barras del sistema al sobrepasar los límites de caída de voltaje del $\pm 5\%$, que incurren en pérdidas de potencia y pérdidas económicas.
- Los índices y márgenes de estabilidad se basaron en la detección de las barras que presentan condiciones de

inestabilidad, esta detección se la realiza mediante el cálculo de LQP y FSVI, estos dos métodos además de poder detectar las barras inestables del sistema, solucionan la prioridad en la implantación de la GD. Los márgenes para el adecuado funcionamiento del sistema se los obtiene mediante la optimización del sistema con GAMS en los cuales se incluyen temas de despacho económico.

- El despacho económico o despacho de carga permite optimizar al sistema, bajo parámetros aceptables de funcionamiento, minimizando el costo de cada generador, y estableciendo un costo incremental igual para cada generador.
- El adecuado dimensionamiento y localización en la implementación de centros de generación no convencional, es un factor principal que caracteriza a la GD, ya que existen límites de operación y funcionamiento del sistema de distribución, al exceder estos límites se pueden presentar variaciones inaceptables en el sistema de distribución, presentando una desventaja al tratar de solucionar las características negativas del sistema.
- Para implantar un centro de generación no convencional se requiere analizar datos históricos del sector donde se desea implementar la GD siendo esto necesario para parques eólicos por ejemplo, por lo cual si no se obtiene estos datos se limita la implantación de la GD a temas de estudio, entre otros. Al implementar centros de generación no convencional en pequeña magnitud pero en gran escala, como para el autoconsumo en el sector residencial se mejora el perfil de tensión de igual forma ya que disminuye la demanda a satisfacer por el sistema.
- La desventaja que se presenta al implementar la generación distribuida, es el cambio de flujo de potencia que se obtiene en ciertas barras, de acuerdo

al nivel de impacto. Este es un factor el cual cambia las ventajas a desventajas, ya que incurre a nivel económico, para solventar estos cambios de flujo se considera como solución la implementación de sistemas bidireccionales y erradicando los sistemas unidireccionales del SEP.

- Existen soluciones para mitigar las pérdidas técnicas en el sistema de distribución como el elevar los niveles de voltaje o el aumento al calibre del conductor, estas soluciones presentan una relación directa a nivel económico ya que de igual manera que la GD al solucionar aspectos ineficaces del sistema incurren en inversiones a largo plazo.

8. Referencias

- [1] H. Jain, A. Parchure, R. P. Broadwater, and M. Dilek, "Three-Phase Dynamics Simulation of Power Systems Using Combined Transmission and Distribution System Models," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1–8, 2015.
- [2] L. M. F. SANCHEZ, "ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE POR IMPACTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DE QUITO," Univ. Politécnica Sales., Tesis previa a la obtención del título Ing. ELÉCTRICO, Quito, Ecuador, 2013, pp. 1–131.
- [3] P. Lund, Torsten; Nielsen, Arne Hejde; Sorensen, Poul Ejnar; Lund, "Analysis of distribution systems with a high penetration of distributed generation," *Tech. Univ. Denmark*, PhD Thesis, Denmark, Sept., 2007, pp. 1–182.
- [4] S. P. Rajaram, V. Rajasekaran, and V. Sivakumar, "Optimal Placement of Distributed Generation for Voltage Stability Improvement and Loss Reduction in Distribution Network," *Int. J. Innov. Res. Sci. Eng. Technol.*, vol. 3, no. 3, pp. 529–534, 2014.
- [5] M. Ponnavaikko and K. S. Prakasa Rao, "Optimal Choice of Fixed and Switched Shunt Capacitors on Radial Distributors by the Method of Local Variations," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. PER-3, no. 6, pp. 35–36, 1983.
- [6] L. Leonardo and L. Gómez, "Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR)," *Univ. TECNOLÓGICA PEREIRA, Trab. GRADO, PEREIRA* 2008, pp. 1–137.
- [7] W. L. Woon, H. Zeineldin, and S. Madnick, "Bibliometric analysis of distributed generation," *Technol. Forecast. Soc. Change*, pp. 1–12, 2011.
- [8] H. Musa, "A Review of Distributed Generation Resource Types and Their Mathematical Models for Power Flow Analysis," *Int. J. Sci. Technol. Soc.*, pp. 174–181, 2015.
- [9] N. J. J.A. Peccs Lopesa, N. Hatziargyrioub, J. Mutalec, P. Djapic, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, 2007.
- [10] F. A. Althowibi and M. W. Mustafa, "Power System Voltage Stability: Indications, Allocations and Voltage Collapse Predictions," *Int. J. Adv. Res. Electr. Instrumnetation Eng.*, vol. 2, no. 7, pp. 3138–3152, 2013.
- [11] M. K. Chen, Po-Chen, Vuk Malbasa, "Analysis of Voltage Stability Issues with Distributed Generation Penetration in Distribution Networks," *IEEE Proceeding*, pp. 1–6, 2013.
- [12] C. Kigen and N. A. Otero,

- “Optimising Voltage Profile of Distribution Networks with Distributed Generation,” *Int. J. Emerg. Technol. Adv. Eng.*, vol. 2, no. 12, pp. 89–95, 2012.
- [13] A. Arenas, P. Mediavilla, F. Gracia, and P. Garcés, “Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable,” *Organ. Latinoam. Energía*, pp. 1–28, 2013.
- [14] M. T. Tran, “Definition and Implementation of Voltage Stability Indices in PSS/NETOMAC,” *CHALMERS Univ. Technol. Göteborg, Master Sci. Thesis Electr. Power Eng.*, Sweden, 2009, p. 18, 2009.
- [15] J. C. P. BUEZO, “Despacho óptimo de potencia reactiva en un sistema eléctrico de potencia por medio de programación no lineal,” *AL CONFERIRSELE EL TÍTULO Ing. MECÁNICO Electr.*, Univ. San Carlos Guatemala, Guatemala, 2005.
- [16] R. Vafamehr, “Design of Electrical Power Supply System in an Oil and Gas refinery,” *CHALMERS Univ. Technol.*, Master Sci. Thesis Electr. Power Eng., Göteborg, Sweden, 2011, no. 15–18, p. 70, 2011.
- [17] J. Felipe and R. Montealegre, “Análisis de colapsos en sistemas eléctricos de potencia,” *Univ. TECNOLOGIA PEREIRA*, Trabajo grado para optar el título Tecnólogo en Electr. Pereira 2014, pp. 1–93, 2014.
- [18] R. K. Jaganathan and T. K. Saha, “Voltage Stability Analysis of Grid Connected Embedded Generators,” *Australas. Univ. Power Eng. Conf.* 26–29 Sept., Brisbane, Aust., no. September, pp. 1–6, 2004.
- [19] N. A. M. Ismail, A. A. M. Zin, A. Khairuddin, and S. Khokhar, “A comparison of voltage stability indices,” *Proc. 2014 IEEE 8th Int. Power Eng. Optim. Conf. PEOCO 2014*, pp. 30–34, 2014.
- [20] F. Bastiao, P. Cruz, and R. Fiteiro, “Impact of distributed generation on distribution networks,” *2008 5th Int. Conf. Eur. Electr. Mark.*, pp. 1–10, 2008.
- [21] J. M. M. Faubla, “Análisis y propuesta de reforma de la estructura y pliego tarifario del sector eléctrico, sustentado en la legislación vigente y la situación actual del Ecuador,” *Esc. Super. Politec. del Litoral Fac. Ing. en Mecánica y Ciencias la Prod.*, “Tesis Grado, p. 5, 2007.
- [22] J. Á. C. Abad, “Estudio De Un Estimador Local Del Nivel De Estabilidad De Las Tensiones De Un Sistema De Energía Eléctrica,” *Trab. fin master MSE*, pp. 1–40, 2009.
- [23] J. P. Navani, N. K. Sharma, and S. Sapra, “Technical and Non-Technical Losses in Power System and Its Economic Consequence in Indian Economy,” *Int. J. Electron. Comput. Sci. Eng.*, vol. 1, no. 2, pp. 757–761, 2012.
- [24] J. Vasco and A. Aguila, “Design of Automatic Reclosing scheme in distribution feeders,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2587–2593, 2015.
- [25] M. C. Anumaka, “Analysis of Technical Losses in Electrical Power System (Nigerian 330Kv Network As a Case Study),” *Int. J. Res. Rev. Appl. Sci.*, vol. 12, no. August, pp. 320–327, 2012.
- [26] A. Aguila, D. Carrión, and L. Ortiz, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [27] Y. Castillo, M. Castrillón Gutiérrez, M. Vanegas-Chamorro, G. Valencia, and E. Villicaña, “Rol de las Fuentes No Convencionales

- de Energía en el sector eléctrico colombiano,” *Prospectiva*, vol. 13, no. 1, p. 39, 2015.
- [28] M. Granovskii, I. Dincer, and M. a. Rosen, “Economic and environmental comparison of conventional, hybrid, electric and hydrogen fuel cell vehicles,” *J. Power Sources*, vol. 159, no. 2. pp. 1186–1193, 2006.
- [29] R. Syahputra, I. Robandi, and M. Ashari, “Performance Analysis of Wind Turbine as a Distributed Generation Unit In Distribution System,” *Int. J. Comput. Sci. Inf. Technol.*, vol. 6, no. 3, pp. 39–56, 2014.
- [30] A. K. Bohre, G. Agnihotri, M. Dubey, and S. Kalambe, “Impacts of the Load Models on Optimal Planning of Distributed Generation in Distribution System,” *Electr. Eng. Dep. Azad Natl. Inst. Technol. (MANIT), Bhopal 462003, India*, vol. 2015, pp. 1–10, 2015.
- [31] J. A. A. Manuel F. Trebilcock, Francisco Santamaría, “Análisis de estabilidad transitoria en un sistema industrial con generación propia interconectado con el sistema de potencia,” *Inf. Tecnol.*, pp. 77–84, 2014.
- [32] P. Saravanan and R. Elavarasi, “Improvement of Voltage Profile in Distribution Network Using Distributed Generation,” *Int. J. Innov. Res. Sci. Eng. Technol. An ISO Certif. Organ.*, vol. 3297, no. 1, pp. 1459–1466, 2007.